

Na podlagi četrtega odstavka 74. člena Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 17/14 in 81/15) Agencija za energijo izdaja

Akt o določitvi metodologije za določanje cen sistemskih storitev

I. SPLOŠNE DOLOČBE

1. člen (vsebina in namen)

(1) Ta akt določa metodologijo za določanje cen posameznih sistemskih storitev, ki jih sistemski operater potrebuje za zagotavljanje zanesljive oskrbe z električno energijo in ki jih lahko zagotavljajo proizvajalci ali odjemalci znotraj regulacijskega območja prenosnega sistema Republike Slovenije.

(2) S to metodologijo se določajo elementi za določitev cene izvajanja sekundarne regulacije, terciarne regulacije, zagona agregata brez omrežnega napajanja ter regulacije napetosti, kadar sistemskemu operaterju na trgu ne uspe zagotoviti zadostnih sistemskih storitev ali če jih ne uspe nabaviti pod konkurenčnimi pogoji. V tem primeru Agencija za energijo (v nadaljnjem besedilu: agencija) na zahtevo sistemskega operaterja brez poseganja v sklenjene pogodbe o dobavi z odločbo naloži enemu ali več proizvajalcem ali odjemalcem elektrike, ki lahko glede na tehnična in ekonomska merila pod najugodnejšimi pogoji ponudijo ustrezne količine sistemskih storitev, naj nemudoma sklenejo pogodbo za zagotavljanje sistemskih storitev s sistemskim operaterjem.

(3) Določitev cen posameznih sistemskih storitev temelji za vsako tehnologijo ločeno na mejnih stroških primerljivega proizvajalca ali odjemalca, ki na najbolj učinkovit način izvaja določene sistemske storitve. V mejne stroške so vključeni stroški na področju letnih stalnih stroškov, ki so posledica investicijskih stroškov, delov stroškov obratovanja in vzdrževanja. Metodologija izhaja iz stroškov zagotavljanja sistemskih storitev za posamezne vrste proizvodnih enot, primerno stopnjo donosnosti naložbe glede na vložena sredstva ter s tem povezana tveganja. Parametri za določitev cen posameznih sistemskih storitev so določeni v Prilogi 1, ki je sestavni del tega akta.

(4) Akt določa tudi način določanja cen z upoštevanjem cen primerljivih sistemskih storitev, ki so na voljo pri sistemskih operaterjih v regiji.

(5) Cena sistemske storitve se določi za posamezno proizvodno enoto glede na njeno zmožnost nastopanja na trgu sistemskih storitev in njeno skupno razpoložljivost.

(6) V metodologiji so obravnavane vse tehnologije proizvodnje električne energije, ki zagotavljajo trajno, zanesljivo in kakovostno izvajanje storitev v obdobju, za katero sistemski operater zagotavlja sistemske storitve po tem aktu.

2. člen (postopek za določitev cen sistemskih storitev)

(1) Agencija na podlagi te metodologije določi cene sistemskih storitev z upravno odločbo, s katero ugotovi zahtevi sistemskega operaterja za naložitev ukrepa iz prvega odstavka 74. člena Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 17/14 in 81/15; v nadaljnjem besedilu: EZ-1).

(2) V zahtevi mora sistemski operater:

- navesti okoliščine, iz katerih izhaja, da mu na trgu ni uspelo zagotoviti zadostnih sistemskih storitev ali da mu jih ni uspelo nabaviti pod konkurenčnimi pogoji glede na kriterije iz drugega odstavka 74. člena EZ-1;

- navesti podatke o proizvajalcih ali odjemalcih in njihovih proizvodnih enotah, ki lahko zagotovijo sistemsko storitev;

- opredeliti za vsako proizvodno enoto posebej vrsto, količino in potrebno trajanje posamezne sistemske storitve, ki je predmet zahtevka in

- navesti okoliščine, iz katerih izhaja, da so v zahtevku navedeni proizvajalci ali odjemalci najbolj primerni za zagotavljanje sistemskih storitev glede na merila iz tega akta.

(3) Proizvajalci ali odjemalci so agenciji na njeno zahtevo dolžni posredovati podatke in listine, ki so potrebne za ugotovitev v zahtevi sistemskega operaterja zatrjevanih dejstev.

II. DOLOČITEV LETNE CENE ZA KRITJE STROŠKOV ZAGOTAVLJANJA SEKUNDARNE REGULACIJE

1. Splošne določbe

3. člen

(opredelitev stroškov in cene za zagotavljanje sekundarne regulacije)

(1) Za zagotavljanje sekundarne regulacije se zaradi tehnološke ustreznosti prilagajanja proizvodnje uporabljajo:

- parne elektrarne na premog (PE);
- plinsko-parne elektrarne na zemeljski plin (PPE);
- srednjetačne hidroelektrarne (HEs);
- nizkotlačne hidroelektrarne (HEN) in
- črpalne elektrarne (ČE).

(2) Za posamezno proizvodno tehnologijo iz prejšnjega odstavka se stroški določajo glede na:

- letne stalne stroške, ki so posledica investicijskih stroškov;
- delež stroškov obratovanja in
- delež stroškov vzdrževanja.

(3) Priznani deleži posameznih stroškov iz drugega odstavka tega člena veljajo ne glede na specifične parametre posameznega tehnološko razvrščenega proizvajalca ali odjemalca glede na referenčno določene parametre kot jih določajo Tabela 1, Tabela 2, Tabela 3 in Tabela 4 v Prilogi 1 tega akta.

(4) Urna specifična cena za izvajanje sekundarne regulacije (U_{CSRO}) se določi kot zbir posameznih stroškov za posamezno proizvodno tehnologijo, ki se določi za zagotavljanje sekundarne regulacije in velja za obseg (v MW) storitve, ki jo določa naslednja enačba:

$$U_{CSRO} = \frac{LS_{inv_SRO} + LS_{obr_SRO} + LS_{vzd_SRO}}{P_{SRO_T} \cdot 8760} \quad (\text{EUR/MW/h})$$

kjer oznake pomenijo:

LS_{inv_SRO}	letni stalni strošek tehnologije, ki zagotavlja sekundarno regulacijo (EUR);
LS_{obr_SRO}	delež stroška obratovanja proizvodne tehnologije za zagotavljanje sekundarne regulacije, normiran na obdobje enega leta (EUR);
LS_{vzd_SRO}	delež stroška vzdrževanja proizvodne tehnologije za zagotavljanje sekundarne regulacije (EUR);
P_{SRO_T}	pozitivni del moči sekundarnega regulacijskega obsega posamezne proizvodne tehnologije T (MW).

2. Stalni strošek parnih elektrarn na premog, plinsko-parnih elektrarn, hidroelektrarn in črpalnih elektrarn

4. člen

(letni stalni strošek za kritje investicijskih stroškov posamezne proizvodne tehnologije)

(1) Letni stalni strošek za izvajanje sekundarne regulacije posamezne proizvodne enote nastane kot posledica zakupa moči ter predstavlja pokritje dela celotnih investicijskih stroškov posamezne proizvodne enote, tj. parne elektrarne na premog, plinsko-parne elektrarne, hidroelektrarne ali črpalne elektrarne. Celotni stroški so letno razmejeni, upoštevan je donos na sredstva ter upošteva se delež, ki ga obsega sekundarna regulacijska rezerva glede na celotno električno moč proizvodne enote.

(2) Skupni investicijski stroški posamezne proizvodne tehnologije (S_{inv_T}) zajemajo vse stroške, ki se nanašajo na izvedbo posameznega projekta in so za posamezno tehnologijo določeni v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta. Strošek proizvodne tehnologije (HEN, HES, PE, PPE, ČE) obsega predvidoma vse komponente (TPC - angl. Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost, ki predstavlja stroške investicije v določenem časovnem trenutku, pri čemer je predpostavljena takojšnja izvedba investicije), ki poleg cene proizvodne tehnologije na trgu in lokalno pogojenih specifičnih stroškov zajema tudi inženiring in nepredvidene stroške, a brez stroškov financiranja in DDV.

(3) Letni investicijski strošek (LS_{inv}) proizvodne tehnologije se izračuna na naslednji način:

$$LS_{inv} = S_{inv_T} \cdot \frac{1}{\left[\frac{1}{DS} \left(1 - \frac{1}{(1+DS)^{L_T}} \right) \right]} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

S_{inv_T}	investicijski strošek posamezne proizvodne tehnologije T, s katero se zagotavlja sekundarna regulacija (EUR);
DS	diskontna stopnja;
L_T	ekonomska življenjska doba posamezne proizvodne tehnologije T (leta).

(4) Pri ugotavljanju celotnega letnega stroška investicije za namene zagotavljanja sekundarne regulacije se upošteva le del, ki je v neposredni povezavi z zagotavljanjem moči sekundarne regulacije posamezne proizvodne tehnologije. Letni strošek za zagotavljanje moči za sekundarno regulacijo (LS_{inv_SRO}) iz katere koli proizvodne tehnologije (PE, PPE, HES, HEN, ČE) se izračuna na naslednji način:

$$LS_{inv_SRO} = LS_{inv} \cdot \frac{P_{SRO_T}}{P_{inst_T}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

P_{SRO_T}	pozitiven del moči regulacijskega obsega posamezne proizvodne tehnologije T (MW);
P_{inst_T}	inštalirana električna moč proizvodne enote (MW);
LS_{inv}	letni investicijski strošek proizvodne tehnologije (EUR).

3. Stroški obratovanja in vzdrževanja

5. člen

(stroški obratovanja parne elektrarne na premog)

(1) Variabilni stroški parne elektrarne na premog so zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji višji, kot če bi obratovala pri konstantni obremenitvi. Sodelovanje pri sekundarni regulaciji povzroča višjo porabo primarnega vira in posledično višje emisije CO₂.

(2) Za izračun stroška za izvajanje sekundarne regulacije parne elektrarne na premog se upoštevajo izračuni za oba ločena primera, s sekundarno regulacijo in brez nje. Končni izračun stroška obratovanja se izvede na različne letne porabe goriva ob enaki količini proizvedene električne energije.

(3) Zaradi delovanja elektrarne v sekundarni regulaciji se upošteva spremenjena vhodna toplotna moč v turbino (VTM_{tur_i}) za enako električno moč na pragu objekta (P_{e_i}) v vsaki točki obremenitve (i) elektrarne. Izračuna se s pomočjo spremenjene neto specifične porabe toplote brez kotla (q_{sp_i}), ki je določena v Tabeli 3 Priloge 1 tega akta, na naslednji način:

$$VTM_{tur_SRO_i} = \frac{q_{sp_SRO_i} \cdot P_{e_i}}{3600} \quad \left(\frac{\text{MJ}}{\text{s}} \right)$$

in

$$VTM_{tur,i} = \frac{q_{sp,i} \cdot P_{e,i}}{3600} \left(\frac{MJ}{s} \right)$$

ter ob upoštevanju:

$$q_{sp,SRO,i} > q_{sp,i}$$

kjer oznake pomenijo:

$VTM_{tur,SRO,i}$	vhodna toplotna moč v parno turbino ob delovanju v sekundarni regulaciji pri obremenitvi i (MJ/s);
$VTM_{tur,i}$	vhodna toplotna moč v parno turbino brez delovanja v sekundarni regulaciji pri obremenitvi i (MJ/s);
$q_{sp,SRO,i}$	neto specifična poraba toplote brez kotla ob delovanju v sekundarni regulaciji pri obremenitvi i , določena z oznako kJ/kWh v Tabeli 3 Priloge 1 tega akta;
$q_{sp,i}$	neto specifična poraba toplote brez kotla, ko ne deluje sekundarna regulacija, pri obremenitvi i , določena z oznako kJ/kWh v Tabeli 3 Priloge 1 tega akta;
$P_{e,i}$	električna moč na pragu pri obremenitvi i , določena z oznako MW v Tabeli 3 Priloge 1 tega akta.

(4) Proizvedena električna energija $W_{e,i}$ (GWh) v času obremenitve t_i se izračuna na naslednji način:

$$W_{e,i} = 10^{-3} \cdot P_{e,i} \cdot t_i \quad (\text{GWh})$$

oziroma na letnem nivoju:

$$W_L = \sum_{i=1}^n W_{e,i} \quad (\text{GWh})$$

kjer oznake pomenijo:

W_L	letna količina proizvedene električne energije v obdobju izvajanja sekundarne regulacije (GWh);
$P_{e,i}$	električna moč na pragu pri obremenitvi i , določena z oznako MW v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta;
n	število obremenitvenih stopnic od $i=1$ do n , določeno v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta;
t_i	čas trajanja obremenitve, določen z oznako h v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta.

(5) Delovanje elektrarne v sekundarni regulaciji vpliva tudi na izkoristek kotla. Odvisnost izkoristka kotla od izvajanja regulacije je določena v tabeli 3 iz Priloge 1 tega akta. Potrebna

vhodna toplotna moč goriva se določi glede na to, ali elektrarna deluje v sekundarni regulaciji ali ne. Tako se pri obremenitvi i , v primeru izvajanja sekundarne regulacije vhodna toplotna moč goriva izračunan na naslednji način:

$$VTM_{\text{gor_SRO}_i} = 100 \cdot \frac{VTM_{\text{tur_SRO}_i}}{\eta_{k_SRO_i}} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{s}} \right)$$

kjer oznake pomenijo:

- $VTM_{\text{gor_SRO}_i}$ vhodna toplotna moč goriva ob delovanju v sekundarni regulaciji in ob obremenitvi i (MJ/s);
- $VTM_{\text{tur_SRO}_i}$ vhodna toplotna moč v turbino ob delovanju v sekundarni regulaciji ob obremenitvi i (MJ/s);
- $\eta_{k_SRO_i}$ izkoristek obratovanja kotla ob delovanju v sekundarni regulaciji, določen z oznako % v Tabeli 3 Priloge 1 tega akta.

(6) Vhodno toplotno moč goriva v primeru brez delovanja v sekundarni regulaciji določa naslednja enačba:

$$VTM_{\text{gor}_i} = 100 \cdot \frac{VTM_{\text{tur}_i}}{\eta_{k_i}} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{s}} \right)$$

kjer oznake pomenijo:

- VTM_{gor_i} vhodna toplotna moč goriva v primeru brez sekundarne regulacije in ob obremenitvi i (MJ/s);
- VTM_{tur_i} vhodna toplotna moč v turbino brez sekundarne regulacije (brez SRO) ob obremenitvi i (MJ/s);
- η_{k_i} izkoristek obratovanja kotla, določen z oznako % v Tabeli 3 Priloge 1 tega akta.

(7) Izračuni stroška za izvajanje sekundarne regulacije na premogovnem bloku se izvedejo za oba ločena primera, s sekundarno regulacijo in brez nje, in ob upoštevanju različne letne porabe goriva ob enaki količini proizvedene električne energije. Potrebno vhodno toplotno energijo iz goriva v času t_i določa naslednja enačba:

$$VTE_{\text{gor}_i} = 3,6 \cdot VTM_{\text{gor}_i} \cdot t_i \quad (\text{GJ})$$

kjer oznake pomenijo:

- VTE_{gor_i} vhodna toplotna energija goriva ob obremenitvi i (GJ);
- VTM_{gor_i} vhodna toplotna moč goriva v primeru brez sekundarne regulacije in ob obremenitvi i (MJ/s);
- t_i čas obremenitve i , določen z oznako h v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta.

(8) Potrebno količino goriva pri obremenitvi i (K_{gor_i}) ob upoštevanju spodnje kurilne vrednosti goriva (H_{i_gor}) določa naslednja enačba:

$$K_{\text{gor},i} = \frac{VTE_{\text{gor},i}}{H_{i,\text{gor}}} \quad (\text{t})$$

kjer oznake pomenijo:

- $K_{\text{gor},i}$ količina porabljenega goriva ob obremenitvi i (t);
 $VTE_{\text{gor},i}$ vhodna toplotna energija ob obremenitvi i (GJ);
 $H_{i,\text{gor}}$ spodnja kurilna vrednost goriva – premoga ($H_{i,\text{premog}}$), določena z oznako MJ/kg v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta.

(9) Porabljeno gorivo za letno delovanje elektrarne skupaj znaša:

$$K_{\text{gor}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{gor},i} \quad (\text{t})$$

kjer oznaki pomenita:

- K_{gor} letna količina porabljenega goriva (t);
 $K_{\text{gor},i}$ količina porabljenega goriva ob obremenitvi i (t).

(10) Potrebna vhodna toplotna energija za letno delovanje elektrarne skupaj znaša:

$$VTE_{\text{gor}} = \sum_{i=1}^n VTE_{\text{gor},i} \quad (\text{GJ})$$

kjer oznaki pomenita:

- VTE_{gor} letna vhodna toplotna energija porabljenega goriva (GJ);
 $VTE_{\text{gor},i}$ vhodna toplotna energija porabljenega goriva ob obremenitvi i (GJ).

(11) Tako se letni strošek za gorivo izračuna na naslednji način:

$$S_{\text{gor}} = VTE_{\text{gor}} \cdot c_{\text{gor}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

- S_{gor} letni strošek goriva (EUR);
 VTE_{gor} letna vhodna toplotna energija (GJ);
 c_{gor} cena goriva na vneseni GJ energije za parno elektrarno na premog (c_{premog}) je določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (EUR/GJ).

(12) Zaradi različnih količin goriva so različne tudi letne emisije odpadnih plinov. Posledično se količina emitiranega CO₂ izračuna na naslednji način:

$$K_{\text{CO}_2} = K_{\text{gor}} \cdot EF_{\text{gor}} \quad (\text{t})$$

kjer oznake pomenijo:

K_{CO_2}	letna količina emitiranega CO ₂ (t);
K_{gor}	letna količina goriva - premoga (t);
EF_{gor}	emisijski faktor goriva za parno elektrarno na premog (EF_{premog}) je določen v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (t CO ₂ /t).

(13) Posledično strošek emisijskih kuponov za CO₂ določa naslednja enačba:

$$S_{CO_2} = K_{CO_2} \cdot c_{CO_2} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

S_{CO_2}	strošek emisijskih kuponov (EUR);
K_{CO_2}	emisije CO ₂ (t);
c_{CO_2}	cena emisijskih kuponov določena z oznako EUR/t CO ₂ , v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta.

(14) Izračuni iz dvanajstega in trinajstega odstavka tega člena se izvedejo za primera, ko objekt deluje v sekundarni regulaciji in ko ne deluje. Dobljeni rezultat podaja:

- povečan obseg porabe goriva v analizirani periodi oziroma kot povečanje stroška zanj in
- povečan obseg emisij CO₂ ter stroške zanj.

(15) Strošek za izvajanje sekundarne regulacije (S_{obr_SRO}) je sestavljen iz naslednjih razlik komponent stroškov za gorivo in stroškov za emisijske kupone:

$$\Delta S_{gor} = S_{gor_SRO} - S_{goriva} \quad (\text{EUR})$$

$$\Delta S_{CO_2} = S_{CO_2_SRO} - S_{CO_2} \quad (\text{EUR})$$

$$S_{obr_SRO} = \Delta S_{CO_2} + \Delta S_{goriva} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

S_{obr_SRO}	strošek obratovanja zaradi delovanja v sekundarni regulaciji (EUR);
S_{gor}	strošek goriva (EUR);
S_{gor_SRO}	strošek goriva ob delovanju v sekundarni regulaciji (EUR);
S_{CO_2}	strošek emisijskih kuponov (EUR/t CO ₂);
$S_{CO_2_SRO}$	strošek emisijskih kuponov ob delovanju v sekundarni regulaciji (EUR/t CO ₂).

(16) Izračuni variabilnega dela stroškov za izvajanje sekundarne regulacije veljajo za elektrarno v obratovanju, za obdobje, ki je krajše od enega leta zaradi načrtovane, nenačrtovane ali tržne nerazpoložljivosti. Zato je treba zgornje izračune urno povprečiti in nato prenesti na letni nivo:

$$LS_{\text{obr_SRO}} = S_{\text{obr_SRO}} \cdot \frac{8760}{t_{\text{SRO}}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

$LS_{\text{obr_SRO}}$	letni strošek obratovanja ob izvajanju sekundarne regulacije, normiran na obdobje celega leta (EUR);
$S_{\text{obr_SRO}}$	strošek obratovanja ob izvajanju sekundarne regulacije za čas t_{SRO} (EUR);
t_{SRO}	letno število obratovalnih ur elektrarne, ko elektrarna sodeluje v sekundarni regulaciji (h).

6. člen

(stroški obratovanja plinsko-parne termoelektrarne na zemeljski plin)

(1) Zaradi delovanja elektrarne v sekundarni regulaciji se upošteva spremenjena vhodna toplotna moč goriva (VTM_{gor_i}) za enako električno moč na pragu objekta P_{e_i} – v vsaki točki obremenitve (i) elektrarne. Izračuna se s pomočjo povečane neto specifične poraba toplote (q_{sp_i}), na naslednji način:

$$VTM_{\text{gor_SRO}_i} = \frac{q_{\text{sp_SRO}_i} \cdot P_{e_i}}{3600} \quad \left(\frac{\text{MJ}}{\text{s}}\right)$$

in

$$VTM_{\text{gor}_i} = \frac{q_{\text{sp}_i} \cdot P_{e_i}}{3600} \quad \left(\frac{\text{MJ}}{\text{s}}\right)$$

Ob upoštevanju:

$$q_{\text{sp_SRO}_i} > q_{\text{sp}_i}$$

kjer oznake pomenijo:

$VTM_{\text{gor_SRO}_i}$	vhodna toplotna moč goriva ob delovanju v sekundarni regulaciji pri obremenitvi i (MJ/s);
VTM_{gor_i}	vhodna toplotna moč goriva brez delovanja v sekundarni regulaciji pri obremenitvi i (MJ/s);
$q_{\text{sp_SRO}_i}$	neto specifična poraba toplote ob delovanju v sekundarni regulaciji pri obremenitvi i , določena z oznako kJ/kWh v Tabeli 4 Priloge 1 tega akta;
q_{sp_i}	neto specifična poraba toplote brez delovanja v sekundarni regulaciji pri obremenitvi i , določena z oznako kJ/kWh v Tabeli 4 Priloge 1 tega akta;
P_{e_i}	električna moč na pragu pri obremenitvi i (MW).

(2) Proizvedena električna energija (GWh) se v času obremenitve t_i izračuna na naslednji način:

$$W_{e,i} = 10^{-3} \cdot P_{e,i} \cdot t_i \quad (\text{GWh})$$

oziroma na letnem nivoju:

$$W_L = \sum_{i=1}^n W_{e,i} \quad (\text{GWh})$$

kjer oznake pomenijo:

W_L	letna količina proizvedene električne energije v obdobju izvajanja sekundarne regulacije (GWh);
$P_{e,i}$	električna moč na pragu pri obremenitvi i (MW);
n	število obremenitvenih stopnic od $i=1$ do n , določeno v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta;
t_i	čas obremenitve, določen z oznako h v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta.

(3) Izračuni stroška za izvajanje sekundarne regulacije na plinsko-parnem bloku se izvedejo za oba ločena primera, s sekundarno regulacijo in brez nje. Na koncu se vse izračuna za različne letne porabe goriva ob enaki količini proizvedene električne energije.

(4) Potrebno vhodno toplotno energijo iz goriva v času t_i določa naslednja enačba:

$$VTE_{\text{gor},i} = 3,6 \cdot VTM_{\text{gor},i} \cdot t_i \quad (\text{GJ})$$

kjer oznake pomenijo:

$VTE_{\text{gor},i}$	vhodna toplotna energija goriva ob obremenitvi i (GJ);
$VTM_{\text{gor},i}$	vhodna toplotna moč goriva v primeru brez delovanja v sekundarni regulaciji in ob obremenitvi i (MJ/s);
t_i	čas obremenitve, določen z oznako h v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta;

pri čemer potrebno količino premoga pri obremenitvi i ob upoštevanju spodnje kurilne vrednosti $H_{i,\text{gor}}$ goriva določa naslednja enačba:

$$K_{\text{gor},i} = 10^3 \cdot \frac{VTE_{\text{gor},i}}{H_{i,\text{gor}}} \quad (\text{Sm}^3)$$

kjer oznake pomenijo:

$K_{\text{gor},i}$	količina goriva ob obremenitvi i (Sm ³);
$VTE_{\text{gor},i}$	vhodna toplotna energija ob obremenitvi i (GJ);
$H_{i,\text{gor}}$	kurilna vrednost goriva – zemeljski plin ($H_{i,\text{ZP}}$), določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (MJ/Sm ³).

Porabljeno gorivo za letno delovanje elektrarne skupaj znaša:

$$K_{\text{gor}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{gor}_i} \quad (\text{Sm}^3)$$

kjer oznaki pomenita:

K_{gor} letna količina goriva (Sm^3);

K_{gor_i} količina goriva ob obremenitvi i (Sm^3).

(5) Letni strošek za gorivo iz četrtega odstavka tega člena se izračuna na naslednji način:

$$S_{\text{gor}} = VTE_{\text{gor}} \cdot c_{\text{gor}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

S_{gor} letni strošek goriva (EUR);

VTE_{gor} letna vhodna toplotna energija goriva (GJ);

c_{gor} cena zemeljskega plina (c_{ZP}), določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (EUR/GJ).

(6) Zaradi različnih količin goriva so različne tudi letne emisije odpadnih plinov. Posledično se količina emitiranega CO_2 izračuna na naslednji način:

$$K_{\text{CO}_2} = K_{\text{gor}} \cdot EF_{\text{gor}} \quad (\text{t})$$

kjer oznaki pomenita:

K_{gor} letna količina goriva (Sm^3);

EF_{gor} emisijski faktor goriva za plinsko-parno elektrarno na zemeljski plin (EF_{ZP}) je določen v Tabeli 8 Priloge 1 ($\text{t CO}_2/\text{Sm}^3$);

(7) Posledično strošek za CO_2 določa naslednja enačba:

$$S_{\text{CO}_2} = K_{\text{CO}_2} \cdot c_{\text{CO}_2}$$

kjer oznake pomenijo:

S_{CO_2} strošek emisijskih kuponov (EUR);

K_{CO_2} emisije CO_2 (t);

c_{CO_2} cena emisijskih kuponov (EUR/t CO_2), določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta.

(8) Izračun se izvede za primera, ko objekt deluje v sekundarni regulaciji in ko ne deluje in sicer po enačbah iz šestega in sedmega odstavka 6. člena tega akta.

Dobljeni rezultat podaja:

- povečan obseg porabe goriva v analizirani periodi oziroma kot povečanje stroška zanj in

- povečan obseg emisij CO₂ ter stroške zanj.

7. člen (stroški obratovanja srednjetačne hidroelektrarne in črpalne elektrarne)

(1) Zaradi sodelovanja pri sekundarni regulaciji, kjer izhodna moč variira, se pri srednjetačni hidroelektrarni ($H_B \geq 25$ m) in črpalni elektrarni priznajo izgube, ki so posledica dodatne izgube padca in s tem zmanjšanja moči na pragu elektrarne ter nižje letne proizvodnje.

(2) Letni nivo dodatnih linijskih izgub ($W_{izg_lin_SRO}$) se zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji izračuna na naslednji način:

$$W_{izg_lin_SRO} = W_L - W_{L_SRO} = \frac{W_L \cdot H_{izg}}{H_B - H_{izg}} \cdot [1 - f_{izg_lin_SRO}] \quad (\text{GWh})$$

kjer oznake pomenijo:

W_L	pri HEs se upošteva letna proizvodnja električne energije, če elektrarna ne deluje v sekundarni regulaciji; pri ČE se upošteva proizvedena električna energija in porabljena energija za črpalni režim, če elektrarna ne deluje v sekundarni regulaciji (GWh);
W_{L_SRO}	pri HEs se upošteva letna proizvodnja električne energije, če elektrarna deluje v sekundarni regulaciji; pri ČE se upošteva proizvedena električna energija in porabljena energija za črpalni režim, če elektrarna deluje v sekundarni regulaciji (GWh);
$f_{izg_lin_SRO}$	faktor linijskih izgub zaradi sodelovanja HEs in ČE v sekundarni regulaciji, določen v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta;
H_B	bruto padec, določen v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta (m);
H_{izg}	izgube padca (bruto padec – neto padec), določen v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta (m).

(3) Sodelovanje srednjetačne hidroelektrarne in črpalne elektrarne v sekundarni regulaciji znižuje turbinski izkoristek za faktor $f_{izg_tur_SRO}$, kar vpliva na nižjo letno proizvodnjo $W_{izg_tur_SRO}$ zaradi delovanja v regulaciji kot določa naslednja enačba:

$$W_{izg_tur_SRO} = W_L \cdot [1 - f_{izg_tur_SRO}] \quad (\text{GWh})$$

kjer oznaki pomenita:

W_L	pri HEs se upošteva letna proizvodnja električne energije, če elektrarna ne deluje v sekundarni regulaciji; pri ČE se upošteva proizvedena električna energija in porabljena energija za črpalni režim, če elektrarna ne deluje v sekundarni regulaciji (GWh);
$f_{izg_tur_SRO}$	faktor izgub na turbini zaradi sodelovanja HEs in ČE v sekundarni regulaciji.

(4) Letni strošek zaradi dodatnih izgub srednjetačne hidroelektrarne in črpalne elektrarne pri delovanju v sekundarni regulaciji (LS_{obr_SRO}) se vrednoti v cenovnem režimu, ki ga izvaja elektrarna, kot določa naslednja enačba:

$$LS_{obr_SRO} = 10^3 \cdot (W_{izg_lin_SRO} + W_{izg_tur_SRO}) \cdot c_{EE_SRO_T} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

$W_{izg_lin_SRO}$	letne dodatne linijske izgube, ki nastanejo pri delovanju v sekundarni regulaciji (GWh);
$W_{izg_tur_SRO}$	letne dodatne izgube na turbini, ki nastanejo pri delovanju v sekundarni regulaciji (GWh);
$c_{EE_SRO_T}$	priznana cena za dodatne izgube, ki nastanejo pri delovanju v sekundarni regulaciji, določena v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta (EUR/MWh).

8. člen (stroški vzdrževanja)

(1) Pri vseh tipih elektrarn je postopek določitve stroškov vzdrževanja opreme zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji opredeljen kot del letnih stroškov vzdrževanja ter deleža sekundarne regulacije v skupni inštalirani moči elektrarne. Letni stroški vzdrževanja elektrarne so odvisni od deleža (d_{vzd}) investicijskih stroškov elektrarne. Za vse tipe elektrarn je določeno, da je delež letnih stroškov vzdrževanja opredeljen kot 1,5-odstotni delež skupnih investicijskih stroškov posamezne elektrarne (S_{inv_T}). V letnem strošku vzdrževanja za sekundarno regulacijo (LS_{vzd_SRO}) se upošteva tudi razmerje med pozitivnim delom moči sekundarnega regulacijskega obsega in inštalirano močjo.

$$LS_{vzd_SRO} = S_{inv_T} \cdot \frac{d_{vzd}}{100} \cdot \frac{P_{SRO_T}}{P_{inst_T}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

LS_{vzd_SRO}	letni stroški vzdrževanja opreme zaradi sodelovanja v sekundarni regulaciji (EUR na leto);
S_{inv_T}	investicijski strošek posamezne proizvodne tehnologije, s katero se zagotavlja sekundarna regulacija (EUR);
d_{vzd}	delež letnih stroškov vzdrževanja, določen z oznako % v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta;
P_{SRO_T}	samo pozitivni del moči regulacijskega obsega – moč za sekundarno regulacijsko rezervo, ki jo zagotavlja proizvodna tehnologija T (MW);
P_{inst_T}	inštalirana električna moč proizvodne tehnologije T (MW).

9. člen

(opredelitev utežnih faktorjev za določitev deleža posamezne proizvodne tehnologije)

(1) Za določitev delitvenega ključa stroškov zagotavljanja sekundarne regulacije posamezne proizvodne tehnologije v skupnem naboru storitev pri enem ponudniku se upoštevajo utežni faktorji posameznih proizvodnih tehnologij, ki temeljijo na skupni letni proizvodnji električne energije.

(2) Urna specifična cena za izvajanje sekundarne regulacije za primer uporabe več tehnologij (U_{CSRO_MIX}) se izračuna na naslednji način:

$$U_{CSRO_MIX} = \frac{\sum_T (W_T \cdot U_{SSRO_T})}{\sum_T W_T} \quad (\text{EUR/MW/h})$$

kjer oznake pomenijo:

W_T	letna proizvodnja električne energije iz tehnologije T (GWh);
U_{CSRO_T}	urna specifična cena za izvajanje sekundarne regulacije s posamezno tehnologijo T (EUR/MW/h)
T	proizvodna tehnologija T (PE, PPE, HES, HEn, ČE).

10. člen

(obračun električne energije za sekundarno regulacijo)

(1) V obdobju izvajanja storitve se pri obračunu električne energije za sekundarno regulacijo priznajo stroški nakupa električne energije v (S_{EE_SRO}) kot določa naslednja enačba:

$$S_{EE_SRO} = \sum_{i=1}^m (W_{EE_SRO+_i} \cdot 1,3 \cdot c_{EE_i} + W_{EE_SRO-_i} \cdot 0,7 \cdot c_{EE_i}) \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

$W_{EE_SRO+_i}$	električna energija za pozitivno sekundarno regulacijo (MWh);
$W_{EE_SRO-_i}$	električna energija za negativno sekundarno regulacijo (MWh);
c_{EE_i}	cena električne energije, določena v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta (EUR/MWh);
m	število ur izvajanja sekundarne regulacije v obdobju zakupa.

III. DOLOČITEV LETNE CENE ZA KRITJE STROŠKOV ZAGOTAVLJANJA TERCIARNE REGULACIJE

1. Splošne določbe

11. člen

(opredelitev stroškov in cene za zagotavljanje terciarne regulacije)

(1) Za zagotavljanje terciarne regulacije se zaradi trajnosti in kakovosti storitve dolgoročne tehnološke ustreznosti prilaganja proizvodnje uporabljajo:

- plinska turbina v odprtem ciklu (PT);
- črpalna elektrarna (ČE);
- prilagajanje odjema in proizvodnje razpršenih virov in
- rotirajoče rezerve iz obratujočih elektrarn.

(2) Za posamezno proizvodno tehnologijo iz prejšnjega odstavka, razen za prilagajanje odjema in proizvodnje razpršenih virov ter uporabo rotirajočih rezerv iz obratujočih elektrarn, se stroški določajo glede:

- na letne stalne stroške, ki so posledica investicijskih stroškov;
- na dele stroškov obratovanja in vzdrževanja in
- na stroške električne energije črpalne elektrarne.

(3) Cena za izvajanje terciarne regulacije se določi kot zbir posameznih stroškov za posamezno tehnologijo: plinske turbine ($U_{CTR_{PT}}$) in črpalne elektrarne ($U_{CTR_{ČE}}$), kot določata naslednji enačbi:

$$U_{CTR_{PT}} = \frac{LS_{inv_TRR_PT} + LS_{vzd_PT}}{P_{inst_PT} \cdot 8760} \quad (\text{EUR/MW/h})$$

$$U_{CTR_{ČE}} = \frac{LS_{inv_TRR_{ČE}} + LS_{vzd_{ČE}}}{P_{TRR_{ČE}} \cdot 8760} \quad (\text{EUR/MW/h})$$

kjer oznake pomenijo:

$LS_{inv_TRR_PT}$ letni investicijski strošek za plinsko turbino (EUR);

$LS_{inv_TRR_{ČE}}$ letni investicijski strošek za črpalno elektrarno (EUR);

LS_{vzd_PT} letni stroški vzdrževanja plinske turbine za zagotavljanje terciarne regulacije (EUR);

$LS_{vzd_{ČE}}$ letni stroški vzdrževanja črpalne elektrarne za zagotavljanje terciarne regulacije (EUR);

P_{inst_PT} inštalirana moč plinske turbine (MW);

$P_{TRR_{ČE}}$ delovna moč za terciarno regulacijo (MW).

2. Stalni strošek za plinsko turbino v odprtem ciklu in črpalno elektrarno

12. člen

(letni stalni strošek za kritje investicijskih stroškov posamezne proizvodne tehnologije)

(1) Letni stalni strošek za izvajanje terciarne regulacije posamezne proizvodne enote nastane kot posledica zakupa moči ter predstavlja pokritje celote ali dela celotnih investicijskih stroškov posameznega objekta plinske turbine ali črpalne elektrarne. Celotni stroški so letno razmejeni, upoštevan je donos na sredstva za celotni objekt plinske turbine in donos na sredstva črpalne elektrarne v obsegu nudenja terciarne regulacijske rezerve glede na celotno električno moč proizvodne enote.

(2) Skupni investicijski stroški posamezne proizvodne tehnologije (S_{inv_T}) zajemajo vse stroške, ki se nanašajo na izvedbo posameznega projekta. Strošek proizvodne tehnologije (PT, ČE) obsega predvidoma vse komponente (TPC – angl. Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost, ki predstavlja stroške investicije v določenem časovnem trenutku, pri čemer je predpostavljena takojšnja izvedba investicije), ki poleg cene proizvodne tehnologije na trgu in lokalno pogojenih specifičnih stroškov (gradbena dela, strojna in elektro oprema ter delo) zajema tudi inženiring in nepredvidene stroške, a brez stroškov financiranja in DDV.

(3) Letni investicijski strošek ($LS_{inv_TRR_PT}$) plinske turbine se določi po naslednji enačbi:

$$LS_{inv_TRR_PT} = S_{inv_PT} \cdot \frac{1}{\left[\frac{1}{DS} \left(1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_{PT}}} \right) \right]} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

S_{inv_PT}	skupni investicijski strošek plinske turbine, s katero se zagotavlja terciarna regulacija (EUR);
DS	diskontna stopnja;
L_{PT}	ekonomska življenjska doba plinske turbine (leta).

(4) Za črpalno elektrarno (ČE) se upošteva, da ta poleg nudenja terciarne rezerve komercialno obratuje tudi na trgu z električno energijo in je moč, ki jo nameni za terciarne rezerve, manjša od nazivne inštalirane moči. Skladno temu je pri letnem investicijskem strošku ($LS_{inv_TRR_ČE}$) zajet le delež celotnega stroška, ki je sorazmeren moči za nudenje terciarne rezerve.

(5) Investicijski strošek črpalne elektrarne ($S_{inv_ČE}$) obsega vse komponente (TPC – angl. Total Plant Cost oz. Overnight Investment Cost, ki predstavlja stroške investicije v določenem časovnem trenutku, pri čemer je predpostavljena takojšnja izvedba investicije), ki poleg cene tehnologije na trgu in lokalno pogojenih specifičnih stroškov (gradbena dela, strojna in elektro oprema ter delo) zajemajo stroške inženiringa in druge stroške, a brez stroškov financiranja in DDV.

$$LS_{inv_TRR_ČE} = S_{inv_ČE} \cdot \frac{1}{\left[\frac{1}{DS} \left(1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_{ČE}}} \right) \right]} \cdot \frac{P_{TRR_ČE}}{P_{inst_ČE}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

$S_{inv_ČE}$	investicijski strošek črpalne elektrarne (EUR);
DS	diskontna stopnja;
$L_{ČE}$	ekonomska amortizacijska doba črpalne elektrarne (leta);
$P_{TRR_ČE}$	delovna moč za terciarno regulacijo (MW);

$P_{inst_ČE}$

inštalirana moč črpalne elektrarne ČE v turbinskem obratovalnem režimu (MW).

3. Stroški obratovanja – cena proizvedene električne energije iz terciarne regulacije

13. člen

(stroški obratovanja plinske turbine za proizvodnjo električne energije)

(1) Delovanje plinske turbine v terciarni regulaciji povzroča elektrarni dodatne obratovalne stroške, povezane s stroški goriva, okoljskih dajatev, stroški demineralizirane vode in drugih stroškov, odvisnih od obratovanja, ki so potrebni za proizvodnjo električne energije v obdobju zagotavljanja terciarne regulacije. Stroški obratovanja ($LS_{obr_TRR_PT}$) se določijo kot faktor na ceno primarnega vira kot določa naslednja enačba:

$$S_{obr_TRR_PT} = 330 \cdot c_{gor} \left(\frac{\text{EUR}}{\text{MWh}} \right)$$

kjer oznaki pomenita:

$S_{obr_TRR_PT}$ strošek obratovanja plinske turbine (EUR/MWh);

c_{gor} cena goriva (KOEL - c_{KOEL}), določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (EUR/l).

14. člen

(strošek obratovanja črpalne elektrarne za proizvodnjo električne energije)

(1) Črpalni elektrarni se v obdobju nudenja terciarne regulacije prizna strošek za proizvodnjo električne energije v obeh režimih obratovanja (črpalnem in generatorskem). Strošek proizvedene električne energije ($S_{EE_TRR_ČE}$) se obračuna kot določa naslednja enačba:

$$S_{EE_TRR_ČE} = \sum_{i=1}^m (W_{EE_TRR_ČE_i} \cdot 1,3 \cdot c_{EE_i}) \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

$W_{EE_TRR_ČE}$ proizvedena električna energija črpalne elektrarne v obdobju za izvajanje potrebnega obsega terciarne regulacije (MWh);

c_{EE_i} cena električne energije, določena v Tabeli 5 Priloge 1 tega akta (EUR/MWh);

m število ur izvajanja terciarne regulacije v obdobju zakupa.

4. Stroški vzdrževanja

15. člen

(stroški vzdrževanja pri plinski turbini)

(1) Stroški vzdrževanja so vezani na število obratovalnih ur, ki jih plinske turbine opravijo letno, in vrednosti investicije S_{inv_PT} . Letni stroški vzdrževanja se izračunajo za naslednje razpone obratovalnih ur na naslednje načine:

- vzdrževalni stroški pri manj ali enako kot 100 obratovalnih ur letno ($LS_{vzd_PT_t \leq 100}$):

$$LS_{vzd_PT_t \leq 100} = 0,013 \cdot S_{inv_PT} \quad (\text{EUR})$$

- vzdrževalni stroški pri več kot 100 in manj ali enako kot 500 obratovalnih ur letno ($LS_{vzd_PT_100 < t \leq 500}$):

$$LS_{vzd_PT_100 < t \leq 500} = 0,016 \cdot S_{inv_PT} \quad (\text{EUR})$$

- in vzdrževalni stroški pri več kot 500 obratovalnih ur letno ($LS_{vzd_PT_t > 500}$):

$$LS_{vzd_PT_t > 500} = 0,020 \cdot S_{inv_PT} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznaka pomeni:

S_{inv_PT} skupni investicijski strošek plinske turbine (EUR);

(2) Število obratovalnih ur se za posamezno plinsko turbino določi na podlagi preteklih podatkov, če je le-ta že obratovala. V primeru nove plinske turbine se pri določitvi letnega stroška vzdrževanja upošteva najmanjše število obratovalnih ur (100).

16. člen

(stroški vzdrževanja pri črpalni elektrarni)

(1) Stroški vzdrževanja pri črpalni elektrarni ($LS_{vzd_ČE}$) so odvisni od vrednosti investicije ter razmerja zagotavljenega obsega terciarne regulacijske rezerve in inštalirane moči elektrarne. Letni stroški vzdrževanja so določeni z naslednjo enačbo:

$$LS_{vzd_ČE} = 0,016 \cdot S_{inv_ČE} \cdot \frac{P_{TRR_ČE}}{P_{inst_ČE}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

$S_{inv_ČE}$ skupni investicijski strošek plinske turbine (EUR);

$P_{TRR_ČE}$ obseg moči črpalne elektrarne za terciarno regulacijo (MW);

$P_{inst_ČE}$ inštalirana moč ČE v turbinskem obratovalnem režimu (MW).

17. člen

(zagotavljanje terciarne regulacije s prilagajanjem odjema in proizvodnje)

razpršenih virov ter zagotavljanje terciarne regulacije iz rotirajočih rezerv obratujočih elektrarn)

(1) Za zagotavljanje terciarne regulacije s prilagajanjem odjema in proizvodnje razpršenih virov (DR) ter z rotirajočimi rezervami iz obratujočih elektrarn (ROT) se priznata ceni ($L_{CTR_{ROT}}$) in ($L_{CTR_{DR}}$), ki sta določeni v Tabeli 5 Priloge 1 tega akta.

18. člen

(določitev cene terciarne regulacije pri proizvodnih enotah inštaliranih moči, ki niso definirane v aktu)

(1) Proizvodnim enotam, katerih inštalirane moči niso določene v tabelah Priloge 1 tega akta, se investicijski strošek določi s pomočjo linearne interpolacije, pri čemer se v izračunu upoštevajo podane investicijske vrednosti za dano tehnologijo, določene v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta.

IV. DOLOČITEV LETNE CENE ZA KRITJE STROŠKOV ZAGONA AGREGATA BREZ ZUNANJEGA NAPAJANJA

1. Splošne določbe

19. člen

(opredelitev stroškov in cene za zagon agregata brez zunanje napajanja)

(1) Za zagotavljanje zagona agregata brez zunanje napajanja (v nadaljnjem besedilu: temni zagon oziroma TZ) se zaradi tehnološke ustreznosti uporabljajo:

- plinske turbine v odprtem ciklu (PT) in
- hidroelektrarne (HE).

(2) Za posamezno proizvodno tehnologijo iz prejšnjega odstavka se stroški določajo glede na:

- letne stalne stroške, ki so posledica investicijskih stroškov;
- stroške obratovanja in vzdrževanja;
- stroške nakupa in hranjenja goriva in
- stroške periodičnih preizkusov.

(3) Letna cena izvajanja zagona agregata brez zunanje napajanja (L_{CTZ}) se določi kot zbir posameznih stroškov za posamezno proizvodno tehnologijo, opredeljeno za zagon agregata brez zunanje napajanja kot določa naslednja enačba:

$$L_{CTZ} = L_{S_{inv_TZ}} + L_{S_{O\&V_TZ}} + L_{S_{gor_TZ}} + L_{S_{PP_TZ_T}} \quad (\text{EUR/agregat})$$

kjer oznake pomenijo:

$L_{S_{inv_TZ}}$ letni investicijski strošek proizvodne tehnologije (EUR);

$L_{S_{O\&V_TZ}}$ letni stroški obratovanja in vzdrževanja proizvodne tehnologije (EUR);

LS_{gor_TZ} letni stroški nakupa in hranjenja goriva (EUR);

$LS_{PP_TZ_T}$ letni stroški periodičnih preizkusov za potrebe zagona iz teme za tehnologijo T (EUR);

(4) Cena zagona agregata brez zunanjega napajanja je enaka priznanim stroškom na letni ravni in je izražena v EUR /agregat. V primeru obdobja obveznega izvajanja, ki je drugačno od leta, se določi sorazmerno.

2. Stalni strošek plinske turbine in dodatne opreme v hidroelektrarni

20. člen

(letni stalni strošek za kritje investicijskih stroškov posamezne proizvodne tehnologije)

(1) Letni stalni strošek za izvajanje zagona agregata brez zunanjega napajanja posamezne proizvodne enote nastane kot posledica zakupa celotne moči pri plinski turbini, ki je primarno namenjena temnemu zagonu, za pokritje celotnih investicijskih stroškov plinske turbine. Pri hidroelektrarni se upoštevajo le investicijski stroški za dodatno opremo, ki je poleg ostalega namenjena tudi izvajanju storitev zagona agregata brez zunanjega napajanja.

(2) Skupni investicijski stroški posamezne proizvodne tehnologije (S_{inv_T}) zajemajo vse stroške, ki se nanašajo na izvedbo posameznega projekta. Investicijski strošek proizvodne tehnologije (HE-TZ, PT-TZ) je opredeljen na enak način kot pri obravnavi ostalih storitvah.

(3) Letni investicijski strošek (LS_{inv_TZ}) posamezne proizvodne tehnologije določa naslednja enačba:

$$LS_{inv_TZ} = S_{inv_T} \cdot \frac{1}{\left[\frac{1}{DS} \left(1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_{T-TZ}}} \right) \right]} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

S_{inv_T} investicijski strošek objekta (PT-TZ) oziroma dodatne tehnološke opreme (HE-TZ), potrebne za temni zagon (EUR);

DS diskontna stopnja;

L_{T-TZ} ekonomska življenjska doba objekta oz. tehnološke opreme, potrebne za temni zagon (leta).

2. Stroški obratovanja in vzdrževanja

21. člen

(stroški obratovanja in vzdrževanja plinskih turbin in dodatne opreme v hidroelektrarni)

(1) Zagotavljanje stanja pripravljenosti proizvodne naprave za namene zagona agregata brez zunanjega napajanja povzroča elektrarni s plinsko turbino obratovalne stroške, povezane s stroški osebja, stroški vzdrževanja in drugimi stroški, odvisnimi od obratovanja agregata.

Stroški obratovanja in vzdrževanja ($LS_{O\&V_PT-TZ}$) se določijo kot določen delež od investicijske vrednosti (S_{inv_PT-TZ}) in se izračunajo na naslednji način:

$$LS_{O\&V_PT-TZ} = 0,028 \cdot S_{inv_PT-TZ} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznaka pomeni:

S_{inv_PT-TZ} investicijski strošek objekta oziroma opreme, s katero se zagotavlja temni zagon (EUR).

(2) Za zagotavljanje stanja pripravljenosti dodatne opreme v hidroelektrarni, ki je poleg ostalega namenjena tudi zagonu agregata brez zunanje napajanja, so priznani stroški, povezani s stroški osebja, stroški vzdrževanja in drugimi stroški, odvisnimi od obratovanja agregata. Stroški obratovanja in vzdrževanja ($LS_{O\&V_HE-TZ}$) se določijo kot določen delež investicijske vrednosti (S_{inv_HE-TZ}) in se izračunajo na naslednji način:

$$LS_{O\&V_HE-TZ} = 0,2 \cdot S_{inv_HE-TZ} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

S_{inv_HE-TZ} letni investicijski strošek, določen v Tabeli 6 Priloge 1 tega akta (EUR).

22. člen **(stroški nakupa in hranjenja goriva)**

(1) Strošek nabave in hranjenja goriva se določi na način, da se zadosti zahtevani zmognosti otočnega obratovanja med 16 in 40 urami, ki jo podrobno določi sistemski operater.

(2) Strošek nakupa zaloge goriva ($LS_{gor_nak_TZ}$) za potrebe zagona agregata brez zunanje napajanja je razmejen na daljše obdobje (OR) in se izračuna na naslednji način:

$$LS_{gor_nak_TZ} = \frac{K_{gor_TZ} \cdot c_{gor_nak}}{OR} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

K_{gor_TZ} količina goriva, ki ga mora imeti proizvodna enota na zalogi za potrebe zagona agregata brez zunanje napajanja (l);

c_{gor_nak} cena nakupa goriva, določena v Tabeli 8 Priloge 1 (EUR/l);

OR obdobje razmejitev stroška (leta).

(3) Potrebna količina goriva (K_{gor_TZ}) je določena na podlagi tehničnih karakteristik posamezne tehnologije in ocene potrebnega časa obratovanja do ponovne vzpostavitve sistema.

(4) Strošek hranjenja goriva ($LS_{gor_hra_TZ}$) je enakovreden stroškom hranjenja goriva v večjih rezervoarjih in se izračuna kot določa naslednja enačba:

$$LS_{\text{gor_hra_TZ}} = K_{\text{gor_TZ}} \cdot c_{\text{kap_TZ}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznaki pomenita:

- $K_{\text{gor_TZ}}$ količina zalog tekočega goriva za potrebe zagona agregata brez zunanjega napajanja (l);
- c_{kap} letna cena kapacitet za hranjenje tekočega goriva (EUR/l).

(5) Cena kapacitet za hranjenje tekočega goriva (c_{kap}) je določena na podlagi Uredbe, ki ureja določitev in način obračunavanja posebnega nadomestila za izvrševanje gospodarske javne službe oblikovanja obveznih rezerv nafte in njenih derivatov (članarina za KOEL).

(6) Celotni letni strošek nabave in hranjenja zalog goriva ($LS_{\text{gor_TZ}}$) za potrebe zagotavljanja zagona agregata brez zunanjega napajanja se izračuna na naslednji način:

$$LS_{\text{gor_TZ}} = LS_{\text{gor_nak_TZ}} + LS_{\text{gor_hra_TZ}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

- $LS_{\text{gor_nak_TZ}}$ letni strošek nakupa goriva za potrebe temnega zagona (EUR);
- $LS_{\text{gor_hra_TZ}}$ letni strošek hranjenja goriva za potrebe temnega zagona (EUR).

23. člen **(stroški periodičnih preizkusov pri plinski turbini)**

(1) Strošek periodičnih preizkusov zajema stroške porabljenega goriva in stroške emisijskih kuponov. Letna količina porabljenega goriva ($K_{\text{gor_PP_PT}}$) se za plinsko turbino določi z naslednjo enačbo:

$$K_{\text{gor_PP_PT}} = \frac{t_{\text{obr_PP_PT}} \cdot P_{\text{net_lok_PT}} \cdot q_{\text{sp_pov}} \cdot f_{\text{deg_PT}}}{H_{\text{i_gor}}} \quad (1)$$

kjer oznake pomenijo:

- $t_{\text{obr_PP_PT}}$ letni čas obratovanja plinske turbine do sinhronizacije z omrežjem med periodičnimi preizkusi (h);
- $P_{\text{net_lok_PT}}$ povprečna neto električna moč za zagon agregata, oddana v omrežje (MW);
- $q_{\text{sp_pov}}$ povprečna specifična poraba toplote med angažiranjem zagona agregata (MJ/MWh);
- $H_{\text{i_gor}}$ spodnja kurilna vrednost goriva za plinsko turbino z zagonom na KOEL (H_{KOEL}), določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (MJ/l);
- $f_{\text{deg_PT}}$ degradacijski faktor plinske turbine ($f_{\text{deg_PT}} > 1$), določen v Tabeli 6 Priloge 1 tega akta.

(2) Strošek goriva za periodične preizkuse ($LS_{\text{gor_PP_PT}}$) se izračuna na naslednji način:

$$LS_{\text{gor_PP_PT}} = K_{\text{gor_PP_PT}} \cdot c_{\text{gor}} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznaki pomenita:

$K_{\text{gor_PP_PT}}$ letna količina porabljenega goriva za periodične preizkuse (l);
 c_{gor} nabavna cena goriva (c_{KOEL}), določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (EUR/l).

(3) Količina emisij CO₂ ($K_{\text{CO}_2_PP_PT}$) se za plinsko turbino izračuna z enačbo:

$$K_{\text{CO}_2_PP_PT} = K_{\text{gor_PP_PT}} \cdot EF_{\text{gor}} \quad (\text{t})$$

kjer oznaki pomenita:

$K_{\text{gor_PP_PT}}$ količina porabljenega goriva za periodične preizkuse (l);
 EF_{gor} emisijski faktor goriva za plinsko turbino (EF_{KOEL}), določen v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (t CO₂/l).

(4) Z upoštevanjem cene emisijskih kuponov za CO₂ se letni strošek med periodičnimi preizkusi ($LS_{\text{CO}_2_PP_PT}$) izračuna na naslednji način:

$$LS_{\text{CO}_2_PP_PT} = K_{\text{CO}_2_PP_PT} \cdot c_{\text{CO}_2} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznaki pomenita:

$K_{\text{CO}_2_PP_PT}$ količina emisij CO₂ med periodičnimi preizkusi (t);
 c_{CO_2} cena emisijskih kuponov, določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (EUR/t).

(5) Skupni letni strošek goriva in emisijskih kuponov za periodične preizkuse pri plinskih turbinah se izračuna na naslednji način:

$$LS_{\text{PP_TZ_PT}} = LS_{\text{gor_PP_PT}} + LS_{\text{CO}_2_PP_PT} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznaki pomenita:

$LS_{\text{CO}_2_PP_PT}$ strošek emisijskih kuponov za CO₂ med periodičnimi preizkusi (EUR);
 $LS_{\text{gor_PP_PT}}$ strošek goriva za periodične preizkuse (EUR).

24. člen **(stroški periodičnih preizkusov v hidroelektrarni)**

(1) V strošek periodičnih preizkusov v hidroelektrarni se prizna le strošek porabljenega goriva dizel agregata (DEA), ki je potreben za periodične preizkuse. Količina porabljenega goriva določa naslednja enačba:

$$K_{\text{gor_PP_DEA}} = t_{\text{obr_PP_DEA}} \cdot k_{\text{gor_DEA}} \quad (1)$$

kjer oznaki pomenita:

$t_{obr_PP_DEA}$ letni čas obratovanja DEA med periodičnimi preizkusi (h);

k_{gor_DEA} urna poraba goriva DEA (l/h).

(2) Letni strošek periodičnih preizkusov je:

$$LS_{PP_TZ_HE} = K_{gor_PP_DEA} \cdot c_{gor} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznaki pomenita:

c_{gor} nabavna cena goriva (v primeru DEA je to $KOEL - c_{KOEL}$), določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (EUR/l);

$K_{gor_PP_DEA}$ letna količina porabljenega goriva za periodične preizkuse, določena v Tabeli 8 Priloge 1 tega akta (l).

V. DOLOČITEV LETNE CENE ZA KRITJE STROŠKOV REGULACIJE NAPETOSTI

25. člen

(opredelitev stroškov in cene pri regulaciji napetosti)

(1) Za zagotavljanje regulacije napetosti v elektroenergetskem omrežju, ki je potrebna zaradi sprememb porabe in proizvodnje električne energije, se zaradi tehnološke ustreznosti uporablja električni sklop generatorja in transformatorja, ki prilagaja proizvodnjo jalove moči v:

- termoelektrarnah (vključuje tudi jedrsko elektrarno) in
- hidroelektrarnah.

(2) Pri posamezni proizvodni tehnologiji se priznajo naslednji stroški:

- strošek investicije zmogljivosti za regulacijo napetosti,
- strošek dodatnih izgub pri regulaciji napetosti in
- strošek vzdrževanja zaradi regulacije napetosti.

(3) Specifična letna cena regulacije napetosti za posamezno tehnologijo (LC_{RN}) je določena kot vsota priznanih stroškov, normirana na zmogljivost referenčnega agregata za posamezno tehnologijo, in velja za obseg nazivne jalove moči generatorja (v Mvar), ki zagotavlja regulacijo napetosti ter se izračuna na naslednji način:

$$LC_{RN} = \frac{LS_{inv_RN} + LS_{izg_RN} + LS_{vzd_RN}}{Q_{n_ref_T}} \quad (\text{EUR/Mvar})$$

kjer oznake pomenijo:

LC_{RN} specifična letna cena proizvodnje jalove moči za posamezno tehnologijo (EUR/Mvar);

LS_{inv_RN} letni investicijski strošek zmogljivosti za regulacijo napetosti (EUR);

- LS_{zg_RN} letni strošek dodatnih izgub zaradi regulacije napetosti (EUR);
 LS_{vzd_RN} letni strošek vzdrževanja zaradi regulacije napetosti (EUR);
 $Q_{n_ref_T}$ nazivna jalova moč referenčnega generatorja za tehnologijo T (Mvar).

(4) Strošek deleža investicije zmogljivosti za regulacijo napetosti se izračuna kot določata naslednji enačbi:

$$S_{inv_RN} = S_{inv_cel_RN_T} \cdot f_{inv_RN_T} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

- S_{inv_RN} delež investicijskega stroška, ki se nanaša na zmogljivost regulacije napetosti (EUR);
 $S_{inv_cel_RN_T}$ celotni investicijski strošek referenčnega električnega sklopa generatorja in transformatorja (EUR);
 $f_{inv_RN_T}$ faktor za določanje deleža investicijskega stroška, ki se nanaša na zmogljivost regulacije napetosti, določen v Tabeli 7 Priloge 1 tega akta;

$$LS_{inv_RN} = S_{inv_RN} \cdot \frac{1}{\left[\frac{1}{DS} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1 + DS)^{L_T}} \right) \right]} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

- LS_{inv_RN} letni investicijski strošek zmogljivosti za regulacijo napetosti (EUR);
 S_{inv_RN} delež investicijskega stroška zmogljivosti za regulacijo napetosti referenčnega električnega sklopa generatorja in transformatorja (EUR);
 DS diskontna stopnja;
 L_T ekonomska življenjska doba posamezne proizvodne tehnologije T (leta).

(5) Strošek dodatnih izgub pri regulaciji napetosti se izračuna kot določa naslednja enačba:

$$LS_{izg_RN} = 10^{-3} \cdot q_{izg_RN_T} \cdot t_{RN_T} \cdot c_{EE_RN} \cdot Q_{n_ref_T} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

- LS_{izg_RN} letni strošek dodatnih izgub zaradi regulacije napetosti (EUR);
 $q_{izg_RN_T}$ specifične izgube pri nazivni jalovi moči (kW/Mvar);
 t_{RN_T} povprečne letne obratovalne ure referenčne elektrarne (h);
 c_{EE_RN} priznana cena izgub električne energije pri regulaciji napetosti (EUR/MWh);
 $Q_{n_ref_T}$ nazivna jalova moč referenčnega generatorja za tehnologijo T (Mvar).

(6) Strošek vzdrževanja zaradi regulacije napetosti se izračuna kot določa naslednja enačba:

$$LS_{RN_vzd} = S_{inv_RN} \cdot f_{vzd_RN} \quad (\text{EUR})$$

kjer oznake pomenijo:

LS_{vzd_RN}	letni strošek vzdrževanja zaradi regulacije napetosti (EUR);
S_{inv_RN}	delež investicijskega stroška zmogljivosti za regulacijo napetosti referenčnega agregata (EUR);
f_{vzd_RN}	faktor, ki določa delež stroškov vzdrževanja zaradi regulacije napetosti glede na strošek investicije.

(7) Cena izvajanja regulacije napetosti je enaka priznanim stroškom na letni ravni in je izražena v EUR/Mvar. V primeru obdobja obveznega izvajanja, ki je drugačno od leta, se določi sorazmerno.

VI. PRIMERJALNA UPORABA CEN SISTEMSKIH STORITEV IZ REGIJE

26. člen (upoštevanje cen sistemskih storitev v regiji)

(1) Primerjalna uporaba cen sistemskih storitev v regiji se ugotavlja na območju držav, ki mejijo na Slovenijo.

(2) Cene za primerljive sistemske storitve, ki so na voljo pri sistemskih operaterjih v regiji, se upoštevajo le iz javno dostopnih virov (na primer spletne strani sistemskih operaterjev, če le-ti zagotavljajo vpogled v letno evidenco doseženih tržnih cen posameznih sistemskih storitev).

(3) Za zagotavljanje primerljivosti med določenimi cenami iz 3., 11., 19. ali 25. člena tega akta in cenami posameznih sistemskih storitev v regiji se cene posameznih sistemskih storitev v regiji uravnajo na enako časovno enoto tako, da se upošteva povprečje doseženih cen v preteklem četrtletju leta na najmanj dveh sosednjih trgovalnih območjih, ki mejita na trgovalno območje Slovenije. Če se posamezna sistemska storitev na ravni več sistemskih operaterjev ne more primerjati, se lahko upoštevajo tržne cene, ki so bile dosežene pri enem od sistemskih operaterjev, katerega regulacijsko območje meji na regulacijsko območje Slovenije.

(4) Agencija lahko cene za posamezno sistemske storitev določi tudi tako, da upošteva primerljive cene sistemskih storitev v regiji, če so le-te nižje za več kot 10 % od cen, določenih na podlagi 3., 11., 19. ali 25. člena tega akta.

VII. KONČNA DOLOČBA

27. člen (uveljavitev akta)

Ta akt začne veljati osmi dan po objavi v Uradnem listu Republike Slovenije.

Št. 71-1/2017-17/206
Maribor, dne 20. 11. 2017
EVA

Predsednica sveta
Agencije za energijo
Ivana Nedižavec Korada l.r.

OSNUTEK

PRILOGA 1: Vhodni podatki

1. Vhodni podatki – sekundarna regulacija delovne moči

Oznaka	Pomen	Vrednost parametra
S_{inv_PE}	investicijski strošek parne elektrarne na premog z inštalirano močjo $P_{inst_PE} = 500$ MW	840 mio EUR
S_{inv_PPE}	investicijski strošek plinsko-parne elektrarne z inštalirano močjo $P_{inst_PPE} = 400$ MW	323 mio EUR
S_{inv_HEs}	investicijski strošek srednjetačne hidroelektrarne z inštalirano močjo $P_{inst_HEs} = 30$ MW	68 mio EUR
S_{inv_HEn}	investicijski strošek nizkotlačne hidroelektrarne z inštalirano močjo $P_{inst_HEn} = 38$ MW	66 mio EUR
$S_{inv_ČE}$	investicijski strošek črpalne elektrarne z inštalirano močjo $P_{inst_ČE} = 200$ MW	190 mio EUR
L_{PE}	ekonomska življenjska doba parne elektrarne na premog	40 let
L_{PPE}	ekonomska življenjska doba plinsko-parne elektrarne	30 let
L_{HEs}	ekonomska življenjska doba srednjetačne hidroelektrarne	80 let
L_{HEn}	ekonomska življenjska doba nizkotlačne hidroelektrarne	80 let
$L_{ČE}$	ekonomska življenjska doba črpalne elektrarne	50 let
P_{SRO_PE}	pozitiven del moči regulacijskega obsega parne elektrarne na premog (inštalirane moči 500 MW)	25 MW
P_{SRO_PPE}	pozitiven del moči regulacijskega obsega plinsko-parne elektrarne (inštalirane moči 400 MW)	35 MW
P_{SRO_HEs}	pozitiven del moči regulacijskega obsega srednjetačne hidroelektrarne (inštalirane moči 30 MW)	3 MW
P_{SRO_HEn}	pozitiven del moči regulacijskega obsega nizkotlačne hidroelektrarne (inštalirane moči 38 MW)	2 MW
$P_{SRO_ČE}$	pozitiven del moči regulacijskega obsega črpalne elektrarne (inštalirane moči 200 MW)	20 MW
DS	diskontna stopnja	0,031
/	histogram obremenitve za posamezno tehnologijo	Tabela 2
/	podatki o specifični porabi toplote pri parni elektrarni na premog v odvisnosti od obremenitve i ter sodelovanja v sekundarni regulaciji	Tabela 3
/	podatki o specifični porabi toplote pri plinsko-parni elektrarni na zemeljski plin v odvisnosti od obremenitve ter sodelovanja v sekundarni regulaciji	Tabela 4
$f_{izg_lin_SRO}$	faktor linijskih izgub pri HEs in ČE zaradi delovanja v sekundarni regulaciji	0,988
$f_{izg_tur_SRO}$	faktor turbinskih izgub pri HEs in ČE zaradi delovanja v sekundarni regulaciji	0,994
H_B_{HEs}	bruto padec za srednjetačno hidroelektrarno	75 m
H_{zg_HEs}	izgube padca za srednjetačno hidroelektrarno	12 m
$H_B_{ČE}$	bruto padec za črpalno elektrarno	500 m
$H_{zg_ČE}$	izgube padca za črpalno elektrarno	25 m

$C_{EE_SRO_ČE}$	priznana cena za dodatne izgube, ki nastanejo pri delovanju črpalne elektrarne v sekundarni regulaciji	Povprečje cen za preteklo četrletje trgovanja s produktom »HUPX PhF base« na borzi HUPX (www.hupx.hu) za obdobje zakupa
$C_{EE_SRO_HEs}$	priznana cena za dodatne izgube, ki nastanejo pri delovanju srednjetačne hidroelektrarne v sekundarni regulaciji	Povprečje cen za preteklo četrletje trgovanja s produktom »HUPX PhF peak« na borzi HUPX (www.hupx.hu) za obdobje zakupa
C_{EE_i}	urna cena električne energije na trgu za dan vnaprej	Urna cena na energetski borzi BSP Southpool (http://www.bsp-southpool.com)
d_{vzd}	delež stroškov vzdrževanja glede na skupni investicijski strošek tehnologije	1,5 %

Tabela 1: Parametri za izračun stroškov sekundarne regulacije

i	PE		PPE		HEs		HEn	
	Ure t_i	Obrem. P_{e_i}	Ure t_i	Obrem. P_{e_i}	Ure t_i	Obrem. P_{e_i}	Ure t_i	Obrem. P_{e_i}
/	h	MW	h	MW	h	MW	h	MW
1	0	0	0	0	0	0	100	4
2	0	0	0	0	400	6	100	7
3	0	0	0	0	400	9	100	11
4	800	180	0	0	300	11	200	14
5	1100	225	0	0	850	14	600	18
6	1200	270	900	233	500	17	1100	22
7	1200	315	1000	272	250	20	1000	25
8	1100	360	1000	310	250	23	1200	29
9	1000	405	1300	349	2900	26	900	32
10	650	423	600	359	0	0	0	0
Σ	7050	/	4800	/	5850	/	5300	/

Tabela 2: Histogram obremenitve za posamezne tehnologije

Obrem. P_{e_i}	Neto specifična poraba toplote brez kotla		Izkoristek kotla	
	brez SRO q_{sp_i}	s SRO $q_{sp_SRO_i}$	brez SRO η_{k_i}	s SRO $\eta_{k_SRO_i}$
MW	kJ/kWh	kJ/kWh	%	%
180	8638	8824	85,4	84,6
225	8231	8406	85,5	84,8
270	8051	8211	85,6	84,9
315	7960	8114	88,6	88,2
360	7943	8093	89,2	88,8
405	7929	8076	89,9	89,6
423	7920	8067	90,6	90,3

Tabela 3: Podatki o specifični porabi toplote pri parni elektrarni na premog v odvisnosti od obremenitve (i) ter sodelovanja v sekundarni regulaciji (SRO)

Obrem. P_{e_i}	Neto specifična poraba toplote	
	brez SRO q_{sp_i}	s SRO $q_{sp_SRO_i}$
MW	kJ/kWh	kJ/kWh
233	6446	6511
272	6390	6422
310	6322	6340
349	6159	6161
359	6116	6118

Tabela 4: Podatki o specifični porabi toplote pri plinsko-parni elektrarni na zemeljski plin v odvisnosti od obremenitve ter sodelovanja v sekundarni regulaciji (SRO)

2. Vhodni podatki – terciarna regulacija delovne moči

Oznaka	Pomen	Vrednost parametra
S_{inv_PT1}	investicijski strošek plinske turbine z inštalirano močjo $P_{inst_PT1} = 130$ MW	74,4 mio EUR
S_{inv_PT2}	investicijski strošek plinske turbine z inštalirano močjo $P_{inst_PT2} = 50$ MW	36,3 mio EUR
$S_{inv_ČE}$	investicijski strošek črpalne elektrarne z inštalirano močjo $P_{inst_ČE} = 200$ MW	190 mio EUR
$P_{TRR_ČE}$	obseg moči črpalne elektrarne za terciarno regulacijo	50 MW
L_{PT}	ekonomska življenjska doba plinske turbine	30 let
$L_{ČE}$	ekonomska življenjska doba črpalne elektrarne	50 let
DS	diskontna stopnja	0,031
C_{EE_i}	urna cena električne energije na trgu za dan vnaprej	Urna cena električne energije na borzi BSP (http://www.bsp-southpool.com)
L_{CTRR_ROT}	cena zagotavljanje terciarne regulacije z rotirajočimi rezervami iz obratujočih elektrarn	6,2785 EUR/MW/h
L_{CTRR_DR}	cena zagotavljanje terciarne regulacije s prilagajanjem odjema in proizvodnje	3,5361 EUR/MW/h

Tabela 5: Parametri za izračun cen terciarne regulacije

3. Vhodni podatki – zagon agregata brez zunanje napajanja (temni zagon)

Oznaka	Pomen	Vrednost parametra
S_{inv_PT-TZ}	investicijski strošek plinske turbine z inštalirano močjo $P_{inst_PT-TZ} = 30 \text{ MW}$	16,5 mio EUR
S_{inv_HE-TZ}	investicijski strošek dodatne opreme v HE (DEA z inštalirano močjo $S_{inst_DEA} = 500 \text{ kVA}$ + ostala oprema)	185.000 EUR
L_{PT-TZ}	ekonomska življenjska doba plinske turbine, primarno namenjene temnemu zagonu	50 let
L_{HE-TZ}	ekonomska življenjska doba dodatne opreme, potrebne za temni zagon v HE - dizel agregat	20 let
DS	diskontna stopnja	0,031
OR	obdobje razmejnitve stroška nakupa goriva, potrebnega za zagotavljanje storitve temnega zagona	10 let
K_{gor_TZ}	količina goriva, potrebnega za zagotavljanje storitve temnega zagona	240000 l
f_{deg_PT}	degradacijski faktor plinske turbine	1,05
q_{sp_pov}	povprečna specifična poraba toplote med zagonom plinske turbine	10900 kJ/KWh
$t_{obr_PP_PT}$	povprečno letno trajanje periodičnih preizkusov temnega zagona	4 ure
k_{gor_DEA}	urna poraba goriva dizel agregata	115 litrov/h

Tabela 6: Parametri za izračun stroškov zagona agregata brez zunanje napajanja

4. Vhodni podatki – regulacija napetosti

Oznaka	Pomen	Vrednost parametra
$f_{inv_RN_TE}$	faktor za določanje deleža investicijskega stroška, ki se nanaša na zmogljivost regulacije napetosti s termoelektrarno (tudi jedrsko elektrarno)	0,15
$f_{inv_RN_HE}$	faktor za določanje deleža investicijskega stroška, ki se nanaša na zmogljivost regulacije napetosti s hidroelektrarno	0,20
$S_{inv_cel_RN_TE}$	celotni investicijski strošek referenčnega električnega sklopa generatorja in transformatorja v termoelektrarni	51,8 mio EUR
$S_{inv_cel_RN_HE}$	celotni investicijski strošek referenčnega električnega sklopa generatorja in transformatorja v hidroelektrarni	5,56 mio EUR
L_{TE}	ekonomska življenjska doba referenčne termoelektrarne	40
L_{HE}	ekonomska življenjska doba referenčne hidroelektrarne	80
DS	diskontna stopnja	0,031
$q_{izg_RN_TE}$	specifične izgube pri nazivni jalovi moči za termoelektrarno	5,6 kW/Mvar
$q_{izg_RN_HE}$	specifične izgube pri nazivni jalovi moči za hidroelektrarno	9,5 kW/Mvar
t_{RN_TE}	povprečne letne obratovalne ure referenčne termoelektrarne	1502 h
t_{RN_HE}	povprečne letne obratovalne ure referenčne hidroelektrarne	672 h
CEE_RN	priznana cena izgub električne energije pri regulaciji napetosti	Povprečje cen za preteklo četrletje trgovanja s produktom »HUPX PhF base« na borzi HUPX (www.hupx.hu) za obdobje zakupa
$f_{vzd_RN_TE}$	faktor, ki določa delež stroškov vzdrževanja zaradi regulacije napetosti glede na strošek investicije v termoelektrarni	1,5 %
$f_{vzd_RN_HE}$	faktor, ki določa delež stroškov vzdrževanja zaradi regulacije napetosti glede na strošek investicije v hidroelektrarni	1,5 %
$Q_{n_ref_TE}$	nazivna jalova moč referenčnega generatorja v termoelektrarni	310 Mvar
$Q_{n_ref_HE}$	nazivna jalova moč referenčnega generatorja v hidroelektrarni	29 Mvar

Tabela 7: Parametri za izračun cen regulacije napetosti

5. Vhodni podatki – cena emisijskih kuponov, električne energije in parametri goriv

Oznaka	Pomen	Vrednost parametra
C_{CO_2}	cena emisijskih kuponov	Določa se kot povprečje dnevnega trgovanja produkta FEUA za preteklo četrtoletje leta na www.eex.com
C_{premog}	cena premoga	2,75 EUR/GJ
C_{ZP}	cena zemeljskega plina	Določa se na osnovi referenčne cene energentov, ki jih objavlja agencija na podlagi Uredbe o pravilih za pripravo napovedi položaja proizvodnih naprav na obnovljive vire energije in s soproizvodnjo z visokim izkoristkom na trgu z električno energijo (Uradni list RS 83/09, 94/11, 17/14 in 81/15 - EZ-1)
C_{KOEL}	cena kurilnega olja (ekstra lahko – KOEL)	Povprečna vrednost dnevno objavljene cene KOEL pri vseh slovenskih dobaviteljih, ki cene objavljajo na spletu. Veljajo cene za dobavo pri naročilih največjih količin, v katerih ni zajet DDV in dajatve, za katere ima upravičenec po zakonodaji odobreno oprostitev plačila.
EF_{gor_premog}	emisijski faktor za premog (lignit)	1,12 t CO ₂ /t
EF_{gor_ZP}	emisijski faktor za zemeljski plin	$1,9 \cdot 10^{-3}$ t CO ₂ /Sm ³
EF_{gor_KOEL}	emisijski faktor za KOEL	$2,65 \cdot 10^{-3}$ t CO ₂ /l
H_{premog}	spodnja kurilna vrednost premoga	10,1 MJ/kg
H_{ZP}	spodnja kurilna vrednost zemeljskega plina	34,05 MJ/Sm ³
H_{KOEL}	spodnja kurilna vrednost KOEL	35,8 MJ/l

Tabela 8: Vhodni parametri za goriva in emisijske kupone